

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ

17 al 21 de mayo de 2015



C1-23

Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO ÓPTIMO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA PROVEER RESERVA SECUNDARIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN EÓLICA

M. MARTINEZ *
IEE, UNSJ-CONICET
Argentina

M. G. MOLINA
IEE, UNSJ-CONICET
Argentina

P. E. MERCADO
IEE, UNSJ-CONICET
Argentina

Resumen *– Este artículo muestra una metodología para determinar el tamaño óptimo de un Sistema de Almacenamiento de Energía para proveer regulación secundaria de frecuencia en un sistema eléctrico con elevada penetración eólica. El objetivo es mantener el factor de eficiencia de la regulación secundaria horaria por encima de un valor mínimo el 99% del tiempo, al menor costo de instalación, teniendo en cuenta la variación de la generación eólica. Para ello, se utiliza una optimización híbrida que integra un algoritmo meta-heurístico llamado Mean-Variance Mapping Optimization (MVMO), cuya variable de control es el vector tamaño (potencia máxima y capacidad energética de la batería), y un modelo de optimización tradicional para el cálculo del flujo óptimo de potencia (sus siglas en ingles OPF).*

Palabras clave: Sistema de almacenamiento de energía, regulación secundaria de frecuencia, calidad del suministro eléctrico, generación eólica, optimización

1 INTRODUCCIÓN

Actualmente existe una política para promover la difusión de la generación basada en energías renovables. Dentro de éstas, la generación eólica (GE) es la que ha experimentado un mayor crecimiento en los últimos años [1]. El impacto de la GE sobre el sistema de suministro de energía eléctrica (SSEE) depende del tamaño y robustez del mismo, así como también del nivel de penetración de la GE. El patrón de producción variable de la GE cambia el despacho de las plantas generadoras convencionales, como también el uso de los sistemas de transmisión, afectando su eficiencia. Otros inconvenientes se presentan tanto en la seguridad de operación como en la calidad del suministro, debido a la inestabilidad del recurso que provoca el incremento y uso de la reserva [2]. Para la escala de tiempo de 15 minutos a 1 hora, las variaciones de carga son más previsibles que las del viento, por lo tanto se incrementan las exigencias y uso de reserva para regulación secundaria de frecuencia (RSF). En este caso se puede adoptar como una solución factible la utilización de un sistema de almacenamiento de energía (SAE) para proveer RSF.

El inconveniente del uso de SAE para RSF es su costo de instalación, ya que es de capital intensivo lo cual limita o en muchas ocasiones impide su uso. En virtud de lo anterior, en este trabajo se propone una metodología para determinar el tamaño óptimo de un SAE para proveer RSF en un SSEE con elevada penetración eólica.

Dado que la función de la RSF es restituir la frecuencia a su valor nominal y restituir la reserva para regulación primaria de frecuencia (RPF) [3], se puede inferir que la reserva destinada a la RSF afecta tanto a la calidad (desviaciones de frecuencia), como a la seguridad de operación del SSEE. Por lo tanto es necesario tener en cuenta estas características en la metodología a desarrollar. La seguridad de operación se tiene en cuenta por medio del valor esperado de energía no suministrada (*ENS*), y la calidad de la regulación de frecuencia a través del factor de eficiencia de la regulación secundaria horaria (*FERSH*) que utiliza la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico de Argentina (CAMMESA).

* e-mail: mmartinez@iee.unsj.edu.ar. Dirección: Av. Libertador Gral. San Martín 1109 Oeste (J5400ARL), San Juan, Argentina. Tel.: 0054 (264) 4226444 Int. 229. Fax: 0054 (264) 4210299

2 SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE SAEs QUE PUEDEN BRINDAR RSF

Las tecnologías de SAE se reúnen en tres formas de almacenamiento principales, química (electroquímica), eléctrica y mecánica. Dentro de las químicas se presentan las celdas de combustible y las baterías de plomo ácido, las avanzadas y de flujo. En la eléctrica se presentan los súper capacitores (SC) y el almacenamiento magnético en súper conductores (SMES). Por ultimo en la mecánica se presentan las centrales de bombeo, los volantes de inercia (Flywheels) y el almacenamiento por aire comprimido (CAES) [4].
Para brindar RSF es necesario disponer de un SAE de bajo costo y que sea independiente del lugar de ubicación para su instalación. En tal sentido las centrales de bombeo y los CAES cumplen con los costos, pero son fuertemente dependientes del lugar de ubicación.
Los SC se destacan por su velocidad de respuesta, muy bajos requerimientos de mantenimiento y robustez. Los Flywheels disponen de una elevada densidad de potencia y prácticamente no producen un impacto ambiental. Los SMES se destacan por su excelente respuesta dinámica, costos competitivos y buena portabilidad. Tanto los SC, Flywheels como los SMES tienen muy buenas características, sin embargo estos sistemas no disponen de una elevada densidad de energía con lo cual se descartan.
Las celdas de combustible presentan características adecuadas para esta aplicación pero tienen la desventaja de su bajo rendimiento lo que las descalifica para RSF.
Sólo las baterías cumplen con todos los requerimientos, a excepción de las baterías de Plomo-Ácido y las baterías de NiCd. Por un lado, las baterías de Plomo-Ácido cuentan con baja densidad de energía y una corta vida útil. Por otro, las baterías de NiCd tienen el problema del control de carga y descarga, el cual requiere que el sistema trabaje cargándose y descargándose por completo para evitar el efecto memoria. Por lo tanto, los dispositivos que podrían brindar el servicio de RSF son las baterías de Li-Ion, las de NaS y las de flujo de vanadio (VRB). En este trabajo se adoptan las baterías de flujo REDOX de vanadio.

3 MODELO DE OPTIMIZACIÓN

La cantidad de reserva secundaria y su distribución en el SSEE influye en la confiabilidad y calidad de suministro que el sistema puede lograr. Tener más reserva para RSF aumenta la probabilidad de rápida restitución de la reserva para RPF, lo cual reduce indirectamente la probabilidad de desconexión de carga. Suministrar reserva incrementa los costos de generación, lo cual se debe por un lado a que se necesita despachar mayor cantidad de unidades generadoras, y por otro lado las unidades que proveen reserva deben ser despachadas en puntos operativos menos eficientes. El problema de mantener el balance de potencia es aún más difícil en SSEE con elevada penetración de GE, ya que estos sistemas son sometidos a las fluctuaciones de potencia de naturaleza incierta e intermitente de la GE. Proveer RSF con un SAE puede ayudar a disminuir los costos de mantenimiento de reserva, mantener adecuados niveles de calidad exigidos al SSEE y aumentar la incorporación de GE. Por lo tanto, se debe dimensionar el SAE de forma tal que se minimice la suma de los costos esperados de generación, inversión en el SAE, más los costos esperados de energía no suministrada (*ENS*). Dado que el SAE lleva a cabo un control continuo en el cual permanentemente balanceará los cambios aleatorios de potencia en el SSEE, se requiere una simulación cronológica para poder valorar las características estocásticas de la operación integrada de las unidades de generación convencional, la generación eólica, el sistema de trasmisión y el SAE, y de esta manera poder observar cómo influye esta interacción en la calidad del suministro de energía eléctrica. Esta evaluación implica modelar el comportamiento estocástico de la operación del SSEE, considerando la falla aleatoria de los componentes del sistema y las fluctuaciones estocásticas de la carga y la GE.

3.1 Hipótesis Generales y Simplificaciones

El problema de dimensionar un SAE que provea reserva secundaria en un SSEE, es parte de un problema de planificación de la expansión del SSEE [6]. Las soluciones para la planificación de la expansión del SSEE dependen de su estructura, que puede ser verticalmente integrada o de mercados. En este trabajo se adopta como hipótesis simplificativa una estructura verticalmente integrada. Por otro lado, la planificación puede ser estática o dinámica. En la planificación estática, la cual se utiliza en este trabajo, el planificador busca el conjunto óptimo de instalaciones adicionales para un determinado año en un horizonte de tiempo, para este caso la instalación del SAE. Por otro lado se considera que solamente el SAE provee la RSF [7].
Existen diversos criterios para evaluar el desempeño de la RSF, una de ellas es el que plantea CAMMESA a través del Factor de Eficiencia de la Regulación Secundaria Horaria *(FERSH*). El *FERSH* utiliza el concepto

de que la RSF posee el máximo de efectividad si las componentes lentas de la frecuencia están en todo momento en la frecuencia nominal, ya que en ese caso está siempre disponible el total de la reserva para RPF. Dado el estatismo del SSEE y su nivel de reserva para RPF, existe una perturbación que provoca una desviación de frecuencia que agota la reserva dispuesta para la RPF *(*Δfmx). Dada esta Δfmx se establece para cada hora el *FERSH* según (1), dónde ΔfFP_h es el valor medio de las desviaciones filtradas de la frecuencia en la hora *h* [8].

$$FERSH_h = 1 - \left|\Delta fFP_h / \Delta fmx\right| \tag{1}$$

Para determinar ΔfFP_h se debe adquirir la señal de frecuencia cada 10 segundos, filtrar la desviación de la frecuencia con un filtro pasa bajos de media móvil de 6 minutos y realizar el promedio horario de los valores absolutos de las desviaciones filtradas de la frecuencia. Para que la RSF se considere aceptable, el valor del *FERSHh* debe ser superior a un mínimo (*FERSHmin*) el cual es establecido por el operador [8].

3.2 Características del Problema Matemático de Optimización

La metodología de cálculo debe determinar las características de potencia y energía que debe tener el SAE (P_{max}-E_{max}), teniendo en cuenta el impacto que tiene éste tanto en la calidad de regulación de frecuencia, como en los costos del SSEE. Para considerar los costos mencionados y las restricciones de la red se necesita un modelo de optimización, en el cual el requerimiento de potencia y energía del SAE sea un resultado endógeno del modelo. De aquí se desprende la Función Objetivo (FO) planteada en la metodología y representada en (2), que consiste en minimizar los costos esperados de operación del SSEE en forma integral extendido a todo el periodo bajo estudio, más los costos de inversión anualizados en el SAE ($InvSAE_{Anual}$). Los costos de operación se definen como los costos de generación (*CostosGen*) más los costos asociados a la energía no suministrada (*CostosENS*).

$$\mathrm{FO}\left(P_{\max}, E_{\max}\right) = ECostosGen + ECostosENS + InvSAE_{Anual} \tag{2}$$

Esta FO debe estar sujeta a la restricción del nivel de calidad de la RSF. Para ello se desarrolla el índice del nivel de calidad de la RSF (*NCRSF*), el cual utiliza los datos estadísticos del *FERSH* calculando la probabilidad de que éste tenga un valor por encima del mínimo exigido. Esto se ve reflejado en (3) y (4), dónde *THs* es la cantidad total de horas simuladas. La restricción impuesta a la FO se muestra en (5), donde *NCRSF*min es el nivel mínimo de calidad exigido.

$$NCRSF = 100 \cdot \frac{1}{THs} \cdot \sum_{h=1}^{THs} FERSH_h \cdot ursf_h \tag{3}$$

$$ursf_h \begin{cases} 1, & FERSH_h > FERSH\min \\ 0, & FERSH_h \le FERSH\min \end{cases} \tag{4}$$

$$NCRSF \ge NCRSF\min \tag{5}$$

Para calcular los costos de la FO y evaluar la restricción, se utilizan procedimientos de cálculo simulativos. En estos procedimientos se simula un gran número de veces la operación del SSEE en un modelo matemático representativo del mismo. A través de una evaluación estadística de la muestra obtenida se pueden estimar los valores buscados [9].

4 METODOLOGÍA PARA DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO

No se encuentra en la literatura una metodología para dimensionar de manera óptima un SAE que provea RSF, teniendo en cuenta la influencia de éste tanto en los costos de generación, *ENS*, como en la calidad de la RSF. Para resolver esta problemática se propone utilizar un algoritmo para encontrar el tamaño óptimo de los SAE seleccionados y por comparación determinar el tipo de SAE óptimo a utilizar. En la Fig. 1 se observa la metodología de optimización propuesta.

La metodología comienza con el algoritmo de optimización Tamaño del SAE el cual utiliza el optimizador meta-heurístico MVMO [10]. Este algoritmo utiliza como variables de decisión la P_{max} y E_{max} del SAE. Este proceso de optimización comienza seleccionando un tamaño cualquiera del SAE (P_{max}-E_{max}), para luego enviar estos datos a un algoritmo de simulaciones cronológicas de operación del SSEE. Este algoritmo realiza *Ns* simulaciones cronológicas de la operación del SSEE con el tamaño del SAE seleccionado. Una vez realizadas las *Ns* simulaciones, se calculan las variables estadísticas necesarias para calcular la FO y su

restricción. El algoritmo de optimización calcula la FO y la restricción, luego evalúa estos resultados y comienza a mutar el tamaño del SAE en busca del óptimo.

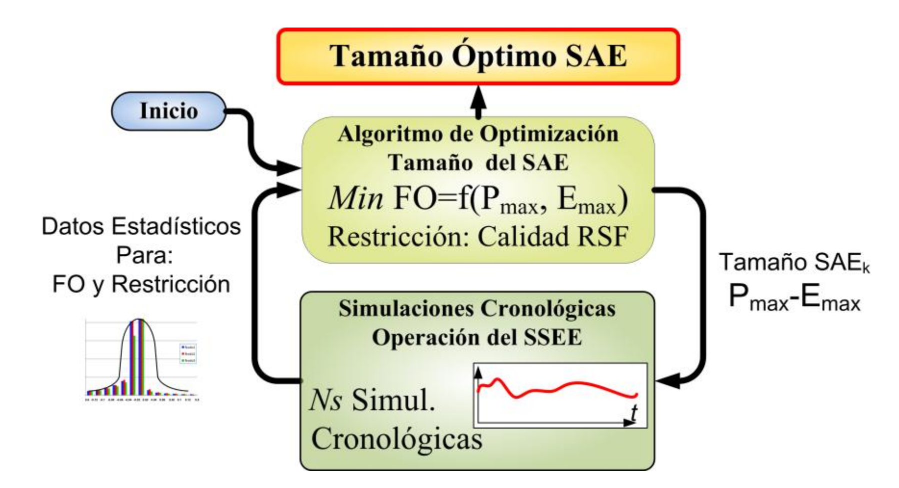


Fig. 1. Esquema de Metodología Propuesta para Dimensionamiento Óptimo

5 MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El modelo consiste tanto en el modelado de las características técnicas, de costo y del comportamiento estocástico de los diferentes componentes del SSEE.

5.1 Modelo de Demanda Eléctrica

El pronóstico de la demanda se modela a través de un diagrama de carga diario con intervalos horarios y los apartamientos de cada valor pronosticado se modelan a través de una distribución normal con una desviación estándar entre 3% y 7% de ese valor medio; en este trabajo se adopta 4% [11]. El costo de *ENS* se calcula con este valor y el valor de la pérdida de carga (*VOLL*, Value of Lost Load).

5.2 Modelo de las Unidades Generadoras Convencionales

El pronóstico de la demanda se modela a través de un diagrama de carga diario con intervalos horarios y los apartamientos de cada valor pronosticado se modelan a través de una distribución normal con una desviación estándar entre 3% y 7% de ese valor medio; en este trabajo se adopta 4% [11]. El costo de *ENS* se calcula con este valor y el valor de la pérdida de carga (VOLL, Value of Lost Load).

5.3 Modelo de Costo de Operación y Pronóstico de la GE

El método de pronóstico utilizado prevé la potencia de salida de la GE de la próxima hora como el valor medio de la potencia de salida de la hora anterior [12]. Este método se denomina de persistencia y utiliza el concepto de que en el futuro cercano la condición atmosférica será la misma que la condición actual. En cuanto a los costos de operación de los parques eólicos se consideran despreciables. Modelo de Costo de Operación y Pronóstico de la GE

5.4 Modelo del Sistema de Almacenamiento de Energía

El SAE se modela como un generador cuyo límite de generación máximo es positivo (descarga del SAE) y el límite mínimo es negativo (carga del SAE). El límite de carga o descarga del SAE es variable para cada periodo *t*, ya que es dependiente del estado de carga del almacenador y de sus límites técnicos máximos de carga y descarga. El límite máximo de potencia de descarga del SAE en un periodo *t* se encuentra expresado en (6), donde $EAlm_{t-1}$ es la energía disponible en el SAE en *t-1* y E_{min} es el límite mínimo de energía que puede almacenar el SAE. El límite máximo de potencia de carga del SAE en *t* se expresa en (7), donde $EAlm_{t-1}$ es la energía disponible en el SAE en el periodo *t-1* y P_{min} es la potencia instalada de carga del SAE.

$$PDSAE\max_t = \min\left[\left(EAlm_{t-1} - E_{\min}\right)/\Delta t, P_{\max}\right] \tag{6}$$

$$PCSAE\max_t = \max\left[\left(EAlm_{t-1} - E_{\max}\right)/\Delta t, P_{\min}\right] \tag{7}$$

La energía disponible en el SAE al final de cualquier t ($EAlm_t$), es función de $EAlm_{t-1}$, de la carga o descarga en el lapso de tiempo Δt posterior a $t-1$ y del rendimiento del SAE en t (η_t). Esto queda expresado en (8) y (9), donde $PSAE_t$ es la potencia del SAE en t y η_{carga} - $\eta_{descarga}$ es el rendimiento de la carga y descarga del SAE [13].

$$EAlm_t = EAlm_{t-1} - \eta_t \cdot PSAE_t \cdot \Delta t \tag{8}$$

$$\eta_t \begin{cases} \eta_{carga}, & PSAE_t < 0 \\ \eta_{descarga}, & PSAE_t > 0 \end{cases} \tag{9}$$

El modelo de costo de inversión en US$/hora se define en (10), donde H es la vida útil promedio del SAE y c_P, c_E son los costos por unidad de potencia y energía instalada del SAE.

$$InvSAE_{Anual} = \left(c_P \cdot P_{\max} + c_E E_{\max}\right) / \left(8760 * H\right) \tag{10}$$

Dado que la vida útil de los SAE se expresa en ciclos de carga-descarga, es necesario transformarlas a años. Para esto se hace uso de (11), donde *V.Util* es la vida útil del SAE en ciclos de carga-descarga y *C.Anuales* son los ciclos promedios anuales de carga-descarga del SAE. La determinación de los *C.Anuales* es función de la estrategia de control del SAE y se determinan a partir de las simulaciones cronológicas.

$$H = V.Util / C.Anuales \tag{11}$$

6 MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Para calcular los parámetros de la FO y evaluar la restricción, es necesario realizar simulaciones cronológicas de la operación del SSEE, considerando las acciones de control luego de la ocurrencia de perturbaciones.
Para este trabajo se adopta un modelo de simulación cuasi estacionario. Estas simulaciones discretizan el tiempo de análisis en pequeños lapsos de tiempo donde se consideran condiciones estacionarias del SSEE. La operación se representa a través de un modelo de despacho y redespachos que simulan la acción del operador, y otro modelo de operación entre redespachos que emula las acciones correctivas automáticas (RPF, RSF, etc).

6.1 Emulación del Programa de Operación Diaria y Acciones Correctivas del Operador

El despacho para cada hora y las acciones correctivas del operador (no automáticas), surgen como resultado de OPFs que cubren el pronóstico de la demanda para cada hora, considerando el pronóstico de la GE y las unidades disponibles para cada hora. Esta optimización se realiza satisfaciendo la distribución de reserva primaria.

6.2 Emulación de las Acciones Correctivas Automáticas

La diferencia entre la generación determinada por el modelo anterior y la demanda producto de las perturbaciones, es cubierto por las acciones correctivas automáticas del SSEE. Los desbalances se corrigen básicamente por la activación de la RPF, la activación de RSF disponible en el SAE, la disminución de la GE, el arranque de unidades paradas como reserva terciaria (redespacho) y la desconexión de carga por violaciones de valores límite de sub-frecuencia.
El modelo matemático se formula como un problema de optimización de flujo de carga de la GE y unidades de generación adicionales que no existen en el SSEE, pero que son necesarias para el modelado cuasi estacionario planteado. A estas unidades se las denomina “virtuales” y representan la potencia de salida del SAE (Unidad Virtual SAE), el incremento o disminución de la potencia de salida de las unidades que proveen RPF (Unidades Virtuales RPF) y la desconexión de carga (unidad Virtual Desconexión de Carga).
La optimización se realiza satisfaciendo una función objetivo de minimización de los costos de generación de las unidades virtuales. Por lo tanto, en esta optimización se usan los costos y las restricciones técnicas de las unidades virtuales para que representen correctamente y en la secuencia adecuada el funcionamiento de las acciones correctivas.

6.3 Cálculo de las Desviaciones de Frecuencia

Las variaciones de la potencia de salida de las unidades que proveen RPF ($\Delta Pg_{i,t}$) en un instante t es proporcional al estatismo de cada unidad (R_i) y a la desviación de frecuencia del sistema (Δf_t) en ese instante. Considerando que las variaciones de potencia $\Delta Pg_{i,t}$ serán representadas por la potencia de salida de las unidades virtuales RPF ($Pgv_{i,t}$), Δf_t se puede calcular por (12), donde Ng es la cantidad de unidades que proveen RPF en t. Con los datos de Δf_t para todas las simulaciones, se procede a calcular ΔfFP_h para cada hora a través de (13), donde NtH es la cantidad de intervalos t en una hora. Con estos valores se puede calcular el *FERSH* de cada hora de las simulaciones y a partir de allí el *NCRSF*.

$$\Delta f_t = -\frac{\left(\sum_{i=1}^{Ng} \Delta Pg_{i,t}\right) \cdot \prod_{i=1}^{Ng} R_i}{\sum_{i=1}^{Ng} R_i} \qquad (12)$$

$$\Delta fFP_h = \frac{1}{NtH} \sum_{t=1}^{NtH} \left| \Delta f_t \right| \qquad (13)$$

7 DETERMINACIÓN ÓPTIMA DEL TAMAÑO Y TIPO DE SAE

Para el propósito de este trabajo se selecciona un pequeño sistema modelo que comprende tres nodos interconectadas entre sí, tal como lo ilustra la Fig. 2 [14].

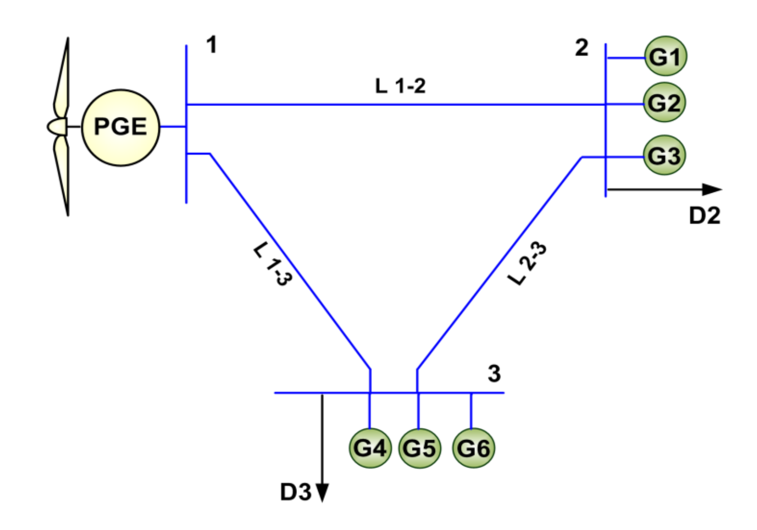


Fig. 2. Sistema Modelo de 3 Nodos

Las características del SAE seleccionados en el apartado 2 [5].

TABLA I. CARACTERÍSTICAS DE LOS SAES SELECCIONADOS

Características	Unidades	Flujo VRB
Rango de Potencia Disponible	[MW]	0.03-50
Rango de Energia Disponible	[MWh]	0.03-50
Rendimiento carga-descarga	[%]	90-85
Vida Útil	[Ciclos]	12000
Costos Inversión por Potencia	[US$/kW]	1500
Costos Inversión por Energía	[US$/kWh]	1000

En la Tabla II se presentan las características de las unidades de generación, sus capacidades máximas y mínimas, sus estatismos, los coeficientes de los polinomios de costos y las tasas de falla λ y reparación μ [9, 14]. Las características de las líneas son iguales, con una reactancia inductiva de 0.13 [p.u.] y una capacidad de 60 MW.

TABLA II. DATOS DE GENERADORES

Gen.	Potencia Min [MW]	Potencia Max [MW]	C_o [u$s/h]	C_1 [u$s/MWh]	R [%]	λ [1/h]	μ [1/h]
PGE	0	140	0	0	-	-	-
G1	23	76	87	15	6%	1/1960	1/40
G2	8	25	9	104	4%	1/450	1/50
G3	30	100	34	105	4%	1/450	1/50
G4	47	155	124	12	5%	1/960	1/40
G5	15	50	14	1	4%	1/1980	1/20
G6	30	100	34	105	4%	1/450	1/50

Se utiliza una discretización del tiempo de simulación en pasos de 5 minutos. La excursión de frecuencia del sistema está limitada a ±800mHz, y por otro lado el *VOLL* se considera de 1000 US$/MWh. Se adopta que el *NCRSFmin* es del 99%. La reserva destinada a la RPF es del 15% de la carga.

En cuanto a la GE, los datos se obtuvieron de la granja eólica de Woolnorth de 140MW de potencia instalada de Australia, y corresponden a la potencia de salida cada 5 minutos.

Para realizar los cálculos se consideran dos escenarios. En cuanto a la GE, se considera para el escenario 1 los datos de potencia de salida del año 2010 y para el escenario 2 los datos del año 2011 [12]. La Tabla III, resume las características de la demanda para los escenarios.

En la Tabla IV se observa la disponibilidad y reserva que proveen las unidades de generación para los 2 escenarios. Los modelos, algoritmos desarrollados y simulaciones se llevan a cabo usando el software MATPOWER 4.0 [15] en MATLAB™. En la Tabla V se pueden ver los resultados obtenidos aplicando el algoritmo propuesto para los SAEs conectados al nodo 1. En esta Tabla se observa que el SAE VRB tiene el menor valor de costos resultante de la FO, por lo tanto éste es el tipo de tecnología óptima y su tamaño óptimo es de 9 MW de potencia y 10 MWh de capacidad de almacenamiento.

TABLA III. DATOS DE DEMANDA

Hora	Esc. 1 N2	Esc. 1 N3	Esc. 2 N2	Esc. 2 N3	Hora	Esc. 1 N2	Esc. 1 N3	Esc. 2 N2	Esc. 2 N3
06:00	25%	36%	26%	38%	**18:00**	33%	49%	34%	44%
07:00	25%	37%	27%	39%	**19:00**	37%	55%	39%	49%
08:00	27%	39%	29%	39%	**20:00**	40%	60%	42%	56%
09:00	28%	41%	30%	41%	**21:00**	37%	56%	40%	60%
10:00	29%	43%	31%	44%	**22:00**	28%	42%	30%	51%
11:00	31%	45%	33%	47%	**23:00**	23%	34%	24%	45%
12:00	30%	44%	32%	50%	**00:00**	21%	31%	22%	36%
13:00	29%	42%	31%	46%	**01:00**	19%	28%	20%	33%
14:00	27%	40%	29%	45%	**02:00**	18%	27%	19%	30%
15:00	25%	37%	27%	41%	**03:00**	19%	28%	20%	29%
16:00	27%	39%	28%	37%	**04:00**	21%	31%	22%	30%
17:00	29%	43%	31%	41%	**05:00**	24%	36%	25%	33%

La batería de flujo VRB requiere una inversión inicial de 23,5MMUS$. Por otro lado, la vida útil del SAE-VRB es de 12000 ciclos, por lo tanto, si bien el SAE-VRB requiere una gran inversión inicial, tiene la gran ventaja de que la vida útil es superior, lo que disminuye el costo anualizado del sistema y permite alcanzar costos menores (FO). Por otro lado el SAEs alcanza el valor necesario del *NCRSF* para superar la restricción.

Si no se considerara la restricción sobre el *NCRSF* y se aplicara la optimización al SAE-VRB se obtendrían los resultados de la TABLA VI.

Se observa una inversión menor en el SAE pero la calidad del suministro también es menor, con lo cual se obtiene una solución sub-óptima. Con estos resultados se demuestra la influencia que tiene tanto el *NCRSF* como la vida útil del SAE en la determinación del tamaño óptimo del SAE a utilizar.

TABLA IV. DISPONIBILIDAD DE UNIDADES Y TIPO DE RESERVA QUE PROVEEN

Franja Horaria	Gen.	Esc. 1		Esc. 2	
		Provee Reserva	Estado	Provee Reserva	Estado
Pico	G1	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G2	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G3	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada
	G4	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G5	Primaria	Rotando	No disp.	No disp.
	G6	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada
Medio	G1	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G3	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada
	G4	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G5	Primaria	Rotando	No disp.	No disp.
	G6	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada
Valle	G3	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada
	G4	Primaria	Rotando	Primaria	Rotando
	G5	Primaria	Rotando	No disp.	No disp.
	G6	Terciaria	Parada	Terciaria	Parada

TABLA V. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE LOS SAES

Parámetros	Unidad	VRB
P_{max} Optima	[MW]	9
E_{max} Optima	[MWh]	10
ECostosGen	[US$/h]	2006,0
ECostosENS	[US$/h]	54,1
$InvSAE_{Anual}$	[US$/h]	153,8
C.Anuales	[Ciclos/Año]	688,0
V.Util	[Años]	17,4
FO	[US$/h]	2214,0
NCRSH	%	99,1
Inversión SAE	[MMUS$]	23,5
Penetración Energ. GE	%	27,39

TABLA VI. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN BATERÍA VRB SIN RESTRICCIÓN

P_{max} Óp.	E_{max} Óp.	*Ecost Gen*	*Ecost ENS*	*Inv SAE*	FO	NCRSF	Inv. SAE
[MW]	[MWh]	[US$/h]	[US$/h]	[US$/h]	[US$/h]	%	[MUS$]
4	4	2014	88	67	2169	98,3	10

8 CONCLUSIONES

Los resultados demuestran la relevancia de la componente inversión anualizada del SAE en los costos totales, lo cual es determinante tanto en el tipo de tecnología a utilizar, como en el tamaño del SAE. La anualización de la inversión en el SAE depende de los ciclos de vida útil del dispositivo, y de los ciclos de carga y descarga promedio anuales del SAE. Estos ciclos de carga-descarga promedios anuales dependen tanto de la topología de la red eléctrica, de la característica estocástica de sus componentes, como del tamaño del SAE. Por lo tanto, estos ciclos sólo pueden ser determinados a partir de las simulaciones cronológicas estocásticas aplicadas por la metodología de cálculo propuesta.

Por otro lado los resultados obtenidos en este trabajo han mostrado la efectividad de la metodología propuesta, de los modelos y de los algoritmos desarrollados para dimensionar de manera óptima un SAE que provee RSF. Esta metodología permite valorar con precisión las características estocásticas de la operación integrada de las unidades de generación convencional, la GE, el sistema de trasmisión, el SAE y las acciones correctivas tanto automáticas como las adoptadas por el operador, de manera de poder observar cómo influye esta interacción en los costos de generación, en los costos de ENS, en los costos de inversión y en la calidad de la frecuencia.

9 REFERENCIAS

[1] U.S. Department of Energy, Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, 2011, disponible en: http://www.dsireusa.org/summarymaps/.

[2] European Commission, 2012, disponible en: http://ec.europa.eu/energy/renewables/.

[3] P. Kundur, “Power system stability and control,” New York: McGraw-Hill, 2001, pp. 1147– 1150.

[4] M. G. Molina, “Emerging advanced energy storage systems: Dynamic modeling, control and simulation”, 1st ed, Nueva York: Nova Science Publishers Inc, 2012.

[5] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review”, Progress in Natural Science, Vol. 19, Issue 3, 10 March 2009, pp. 291-312.

[6] R. M. Pringles, V. Miranda, F. F. Garcés, "Expansión Óptima del Sistema de Transporte Implementando EPSO" VII CLAGTEE (Congreso Latinoamericano de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica).Valparaíso, Chile, 2007.

[7] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, COES SINAC, “Estudio de la reserva rotante y la regulación de frecuencia en el SEIN”, Estudios para la Operación, noviembre 2007, disponible en: http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa.

[8] CAMMESA: “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, Noviembre 1998, Anexo 23: Regulación de frecuencia, Procedimiento técnico Nº 9: Participación de los generadores en el servicio de regulación de frecuencia del MEM.

[9] R. Billinton, W. Li. "Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods," New York: Plenum, 1994.

[10] I. Erlich, G. K. Venayagamoorthy, and W. Nakawiro, “A mean-variance optimization algorithm,” in Proc. 2010 IEEE World Congress on Computational Intelligence, Barcelona, Spain.

[11] G. D. Greco, F. F. Garcés, H-J. Haubrich, “Valoración de la confiabilidad de sistemas de suministro de energía eléctrica interconectados considerando las restricciones más relevantes de la red de transporte”. Tesis Doctoral, Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, Febrero 2000.

[12] Bonneville Power Administration. How bpa supports wind power in the Pacific Northwest, disponible en: http://www.bpa.gov/corporate/pubs/fact_sheets/09fs/BPA_supports_wind_power_for_the_Pacific_Northwest_-_Mar_2009.pdf, 2009.

[13] T. Brekken, A. Yokochi, A. von Jouanne, Z. Yen, H. Hapke, D. Halamay, “Optimal energy storage sizing and control for wind power applications,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 2, pp. 69–77, 2011.

[14] F. Olsina, C. H. Larisson, F. F. Garcés, “Economía y Confiabilidad en la Expansión del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica”, XII ERIAC Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRE Foz do Iguazú, Paraná, Brasil 20-24 mayo 2007Foz do Iguazú – Brasil, 2007.

[15] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER's Extensible Optimal Power Flow Architecture," Power and Energy Society General Meeting, 2009 IEEE, pp. 1-7, July 26-30 2009.